



DICTAMEN TÉCNICO
PROGRAMA DE EVALUACIÓN
CONTRATO CNH-R02-L02-A4-BG/2017
ÁREA CONTRACTUAL 4
CONTRATISTA: PANTERA EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I. DE C.V

Febrero 2019



MÉXICO
GOBIERNO DE LA REPUBLICA



CNH
Comisión Nacional
de Hidrocarburos

777

Handwritten signature

CONTENIDO

CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO	3
I.1. DATOS DEL CONTRATISTA	3
I.2. DATOS DEL CONTRATO.....	4
I.3. DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	4
I.4. DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN	6
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN	8
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	9
III.1 RESEÑA DE ACTIVIDADES EXPLORATORIAS QUE LLEVARON AL DESCUBRIMIENTO EN EL ÁREA CONTRACTUAL	11
III.2 ACTIVIDADES DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	12
III.2.1 Perforación de Pozos	14
III.2.2 Pruebas de Producción	16
III.2.3 Medición de Hidrocarburos	23
III.2.4 Comercialidad	28
III.2.5 Caracterización y Delimitación de Yacimientos	30
III.3 METAS FÍSICAS DEL PLAN DE EVALUACIÓN	31
III.4 RECURSOS DESCUBIERTOS A EVALUAR	31
III.5 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	32
III.6 INVERSIÓN Y GASTOS DE OPERACIÓN	35
IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE EFICIENCIA OPERATIVA	37
V. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN	37
VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	39
VI.1 CONSIDERACIONES	39
VI.1.2 Cumplimiento del artículo 39, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.	40
VI.2 DICTAMEN TÉCNICO.....	41

777
EJ
Q

El presente dictamen se refiere al Programa de Evaluación asociado al Contrato CNH-R02-L02-A4-BG/2017 (en adelante, Contrato), sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante Contratista), en términos y cumplimiento de la Cláusula 2.1 del Contrato, para llevar a cabo la realización de las Actividades Petroleras bajo la modalidad de la contratación de licencia en el Área Contractual 4, dicho Plan de Evaluación fue recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos el 30 de julio de 2018. Dicho Programa se presenta con el objetivo de llevar a cabo la delimitación de las estructuras completas descubiertas por el operador anterior, adyacentes o subyacentes a los Campos Pipila y Rusco, así como reevaluar el potencial petrolero en zonas prospectivas dentro de los Campos ya existentes en el Área las cuales no fueron evaluadas en su momento por el operador anterior, lo que permitiría obtener la información suficiente para determinar si el potencial petrolero de gas no asociado permite tener certeza de si la totalidad de las estructuras de dichos campos pueden ser considerados como descubrimiento Comercial.

I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO.

I.1. Datos del Contratista

La empresa Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. representada por [REDACTED] es un ente jurídico y con personalidad de conformidad con las leyes mexicanas.

El responsable del Programa de Evaluación materia de este Dictamen, designado por el Contratista [REDACTED]

1.2. Datos del Contrato.

El Contrato Para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres bajo la Modalidad de Licencia; se firmó el 8 de diciembre de 2017 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) y Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

La vigencia del Contrato es de 30 años a partir de la Fecha Efectiva, sin detrimento de las prórrogas a las vigencias que puedan ser solicitadas en Términos de la Cláusula 3.1 y de las disposiciones que por su naturaleza deberán ser cumplidas posterior a la terminación de éste.

En este sentido, y acorde con lo establecido en la Cláusula 5.2 del Contrato, el Periodo de Evaluación tendrá una duración de hasta veinticuatro (24) meses contados a partir de la aprobación de dicho programa, que de acuerdo a lo estipulado en la Cláusula 5.2 podrá contemplar la reevaluación de cualquier Descubrimiento dentro del Área Contractual que no haya sido declarado como Descubrimiento Comercial. En relación con la Cláusula 5.3 *"El Periodo de Evaluación para un Descubrimiento de Gas Natural No Asociado tendrá una duración de hasta treinta y seis (36) Meses, previa aprobación de la CNH"* De lo anterior, el Contratista mediante escrito recibido en esta Comisión el 30 de julio de 2018, presentó el Programa de Evaluación de acuerdo con lo estipulado en las cláusulas anteriormente descritas, además de un último Alcance Integrado de dicho Programa de Evaluación el día 13 de diciembre de 2018.

1.3. Datos del Área Contractual

El Área Contractual se ubica en el Estado de Tamaulipas, en los municipios Méndez y Reynosa, aproximadamente a 86 km al Sur de la Ciudad de Reynosa, y a 56 Km al Noroeste de la Ciudad de San Fernando, geológicamente se encuentra dentro de la Cuenca de Burgos (Figura 1). Cubre una superficie aproximada de 440.313 km², con una elevación del terreno entre 95 y 289 msnm. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 1.

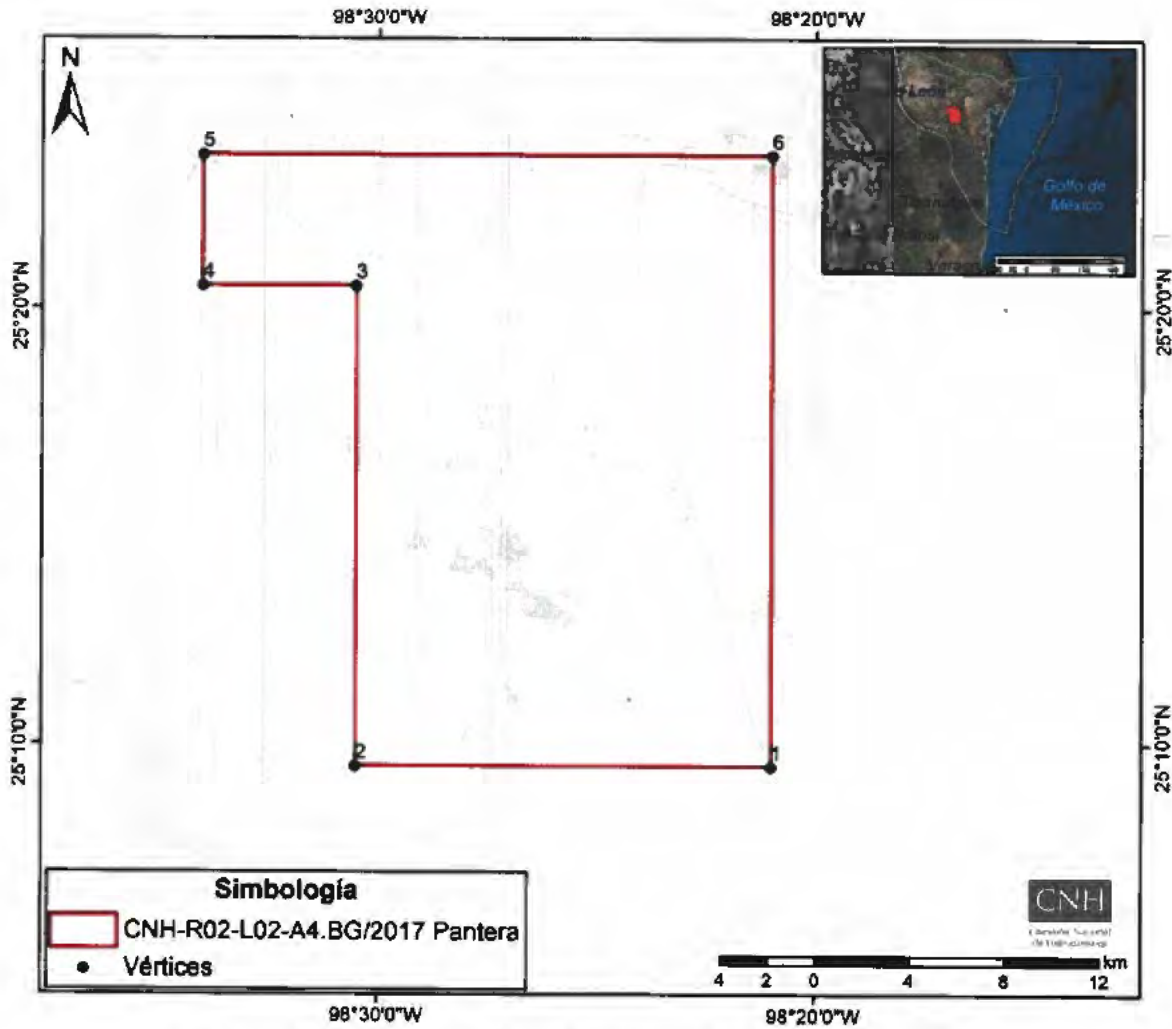


Figura 1. Polígono del Área Contractual (Fuente: Comisión).

Vértices	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98° 21' 00"	25° 09' 30"
2	98° 30' 30"	25° 09' 30"
3	98° 30' 30"	25° 20' 30"
4	98° 34' 00"	25° 20' 30"
5	98° 34' 00"	25° 23' 30"
6	98° 21' 00"	25° 23' 30"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.

Las actividades amparadas por el Contrato pueden realizarse en toda la columna geológica, es decir, no presentan restricción de profundidad.

1.4. Datos del Área de Evaluación.

El Área Contractual 4, se encuentra en la Provincia Petrolera de Burgos, la cual es considerada como la principal cuenca productora de gas no asociado en el país, y está localizada en el noreste de México, ubicada en el norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

Los principales plays en la cuenca de Burgos son provenientes [REDACTED] son³ producto de los cambios en el nivel de mar y su posterior depositación. Por su producción, la cuenca ha sido dividida en cuatro franjas, de acuerdo con la edad de los yacimientos: [REDACTED] situada en la porción occidental de la cuenca,⁴

[REDACTED]⁵

El Área Contractual 4 tiene la característica de disponer de áreas con experiencia de producción y factores de recuperación bajos de acuerdo con la experiencia en Campos de la Cuenca de Burgos, dicha área cuenta con 126 pozos perforados y está conformada por los campos Ecatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco y Ternero (en adelante descubrimientos) descubiertos y explotados por el operador anterior: por lo anterior, el programa de evaluación tiene como objetivo reevaluar los siguientes campos los cuales tienen como fluido principal [REDACTED] con⁶ recuperación de líquidos en superficie, mismo que se describen a continuación.

Ecatl

El campo Ecatl fue descubierto por el pozo Ecatl-1 en areniscas de las formaciones [REDACTED] Inició producción con el pozo Ecatl-1 en mayo del 2007, con⁷ un gasto inicial [REDACTED] la producción máxima del campo fue de [REDACTED]⁸ [REDACTED] en septiembre del 2010, la producción actual [REDACTED] con 6 pozos⁹ en operación, a la fecha se han perforado 23 pozos de los cuales uno resultado improductivo.

Fitón

777
ef
y

El campo Fitón, Fue descubierto por el pozo Fiton-1 en el año del 2004, en areniscas de las formaciones [REDACTED]. Inició producción con el pozo Fiton-1 en 10 abril del 2007, [REDACTED] la producción máxima del 11 campo fue [REDACTED] en mayo del 2009, a la fecha se han perforado 4 pozos 12 de los cuales uno resultado improductivo.

Fósil

El campo Fósil se ubica aproximadamente a 80 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas; Fue descubierto por el pozo Fósil-1 en areniscas de las formaciones [REDACTED]. Inició producción con el pozo Fósil-1 en febrero 13 del 2007, [REDACTED] la producción máxima del 14 campo fue [REDACTED] en Julio del 2009, a la fecha se han perforado 4 pozos 15 de los cuales uno resultado improductivo.

Granaditas

El campo Granaditas fue descubierto por el pozo Granaditas-1 en areniscas de las formaciones [REDACTED]. Inició producción con el pozo Granaditas-1 en 16 octubre del 2006, [REDACTED] la producción máxima 17 del campo fue [REDACTED] en noviembre del 2006, la producción actual es de 18 [REDACTED] a la fecha se han perforado 8 pozos de los 19 cuales ninguno resultado improductivo

Ita

El campo Ita fue descubierto por el pozo Ita-1 en areniscas de las formaciones [REDACTED]. Inició producción con el pozo Ita-1 en octubre del 2006, con 20 [REDACTED] la producción máxima del campo [REDACTED] 21 [REDACTED] en septiembre del 2008, [REDACTED] con 1 pozos 22 en operación, a la fecha se han perforado 25 pozos de los cuales 5 resultaron improductivos.

Pípila

El campo Pípila fue descubierto por el pozo Pipila-1 en areniscas de las formaciones [REDACTED] Inició producción con el pozo Pipila-1 en febrero del 1990, con [REDACTED]²³ [REDACTED] la producción máxima del campo fue [REDACTED]²⁴ [REDACTED] en diciembre de 1991, [REDACTED] con 4²⁵ pozos en operación, a la fecha se han perforado 19 pozos de los cuales 2 resultaron improductivos.

Rusco

El campo Rusco fue descubierto por el pozo Rusco-1 en areniscas de las [REDACTED] Inició producción con el pozo Rusco-1 en abril²⁶ del 2010, [REDACTED] la producción máxima del²⁷ campo fue [REDACTED] en diciembre del 2012, [REDACTED]²⁸ [REDACTED] pozos en operación, a la fecha se han perforado 20 pozos de los cuales ninguno resulto improductivo.

Tenero

El campo Tenero cuenta con 2 pozos exploratorios, de los cuales ninguno se encuentra activo

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Plan de Exploración, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (en adelante, DGEED), ambas de esta Comisión. Además, la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) llevó a cabo la evaluación del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante,

ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Plan de Exploración presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.039/2018 de la DGDE de esta Comisión.

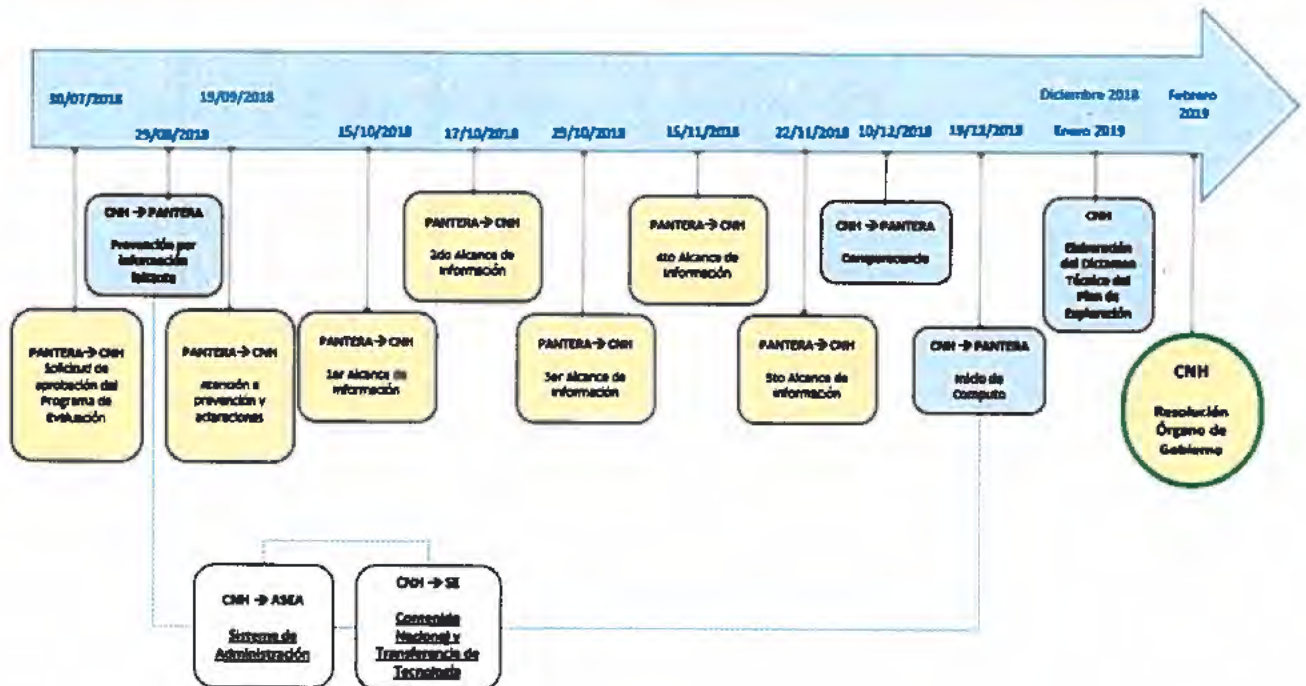


Figura 2. Proceso de Revisión, Evaluación, Dictamen y Resolución del Programa de Evaluación.

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión consideró los principios y criterios establecidos en los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), en

términos del artículo 17, asimismo los requisitos documentales establecidos el Anexo I, numeral 2, apartado VI, esta Comisión observa que el Contratista cumplió con la información necesaria y suficiente en su Programa de Evaluación, así como el Anexo VII, apartado IV, inciso a), mediante el cual se observa que el Contratista presentó y cumplió con la información solicitada en dicho Anexo, lo anterior para la evaluación técnica de la viabilidad de las actividades planteadas y los montos de inversión propuestos en el Programa de Evaluación, lo anterior considerando las características geológico petroleras del Área Contractual.

Por otra parte, se identificó que las actividades que plantea el Contratista, como parte de su Programa de Evaluación, cumplen con lo establecido en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, esto es:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

Además, se verificó que el programa fue presentado con el nivel de detalle establecido en el Anexo I, numeral 2, apartado VI y el Anexo VII, apartado IV, inciso a) de los Lineamientos conforme a lo establecido en las Cláusulas 5.1, 5.2, 19.3, 19.5 y Anexo 5 del Contrato.

En relación a la Cláusula 5.2 del Contrato se advierte que el Programa de Evaluación presentado contiene lo siguiente;

- Contempla actividades de evaluación con una duración de hasta 24 meses.
- Considera la extensión completa de las estructuras en las que se realizaron los Descubrimientos ("Áreas de Evaluación").

- Se elaboró conforme a la Normatividad Aplicable.
- Tiene un alcance suficiente para determinar si los Descubrimientos pueden ser considerados Descubrimientos Comerciales.
- El Programa de Evaluación contempla la reevaluación de dos Descubrimientos dentro del área Contractual que no fueron declarados como Descubrimientos Comerciales.

Por lo que del análisis realizado esta Comisión observa que dicho Programa de Evaluación cumple con los requisitos establecidos en la Cláusula 5.2 del Contrato.

III.1 Reseña de Actividades Exploratorias que Llevaron al Descubrimiento en el Área Contractual

La exploración en la cuenca de Burgos empezó con la adquisición de líneas sísmicas 2D, de los proyectos; Pípila-Tenampa, Tenampa, Guadiana, Bóveda, Esperanza-Guaje, Guadalcázar, Guadalcázar II, y Huisache-San Fernando, proporcionando cobertura sísmica en toda el Área Contractual como se observa en la Figura 3. Lo que dio paso a la interpretación estructural y localización de las áreas de interés que hoy en día son definidas por los campos Fósil, Fitón, Ecatl, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco y Ternero.

La perforación de pozos de exploración en el Área Contractual 4, se inició en el año 1962 con la perforación del pozo Valerio-1, resultando improductivo seco. De 1962 a 1988 se perforaron 6 pozos, resultandos improductivos secos (Valerio-1, Valerio-2, Santa María-1, Enanos-1, Tenampa-1, Malinche-1).

Handwritten signature and initials in blue ink, including a large flourish and the number 777 below it.

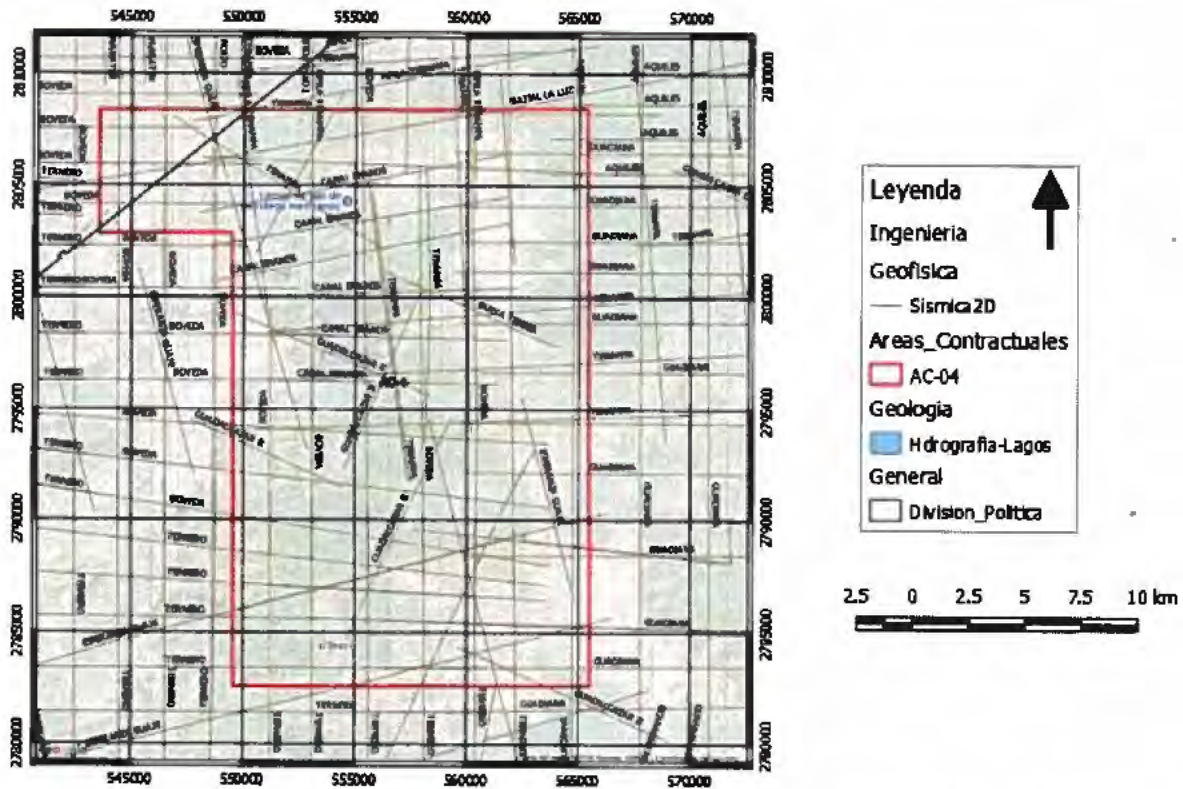


Figura 3. Cobertura sísmica de los prospectos sísmicos 2D.

El sustento documental de las actividades realizadas por el operador anterior dentro del Área Contractual fue presentado en el apartado VI.5. *Estudios y trabajos que llevaron al descubrimiento* como parte integrante de Programa de Evaluación.

En este sentido, en el análisis que se presenta a continuación, se consideraron los elementos y criterios antes mencionados, con el objeto de definir y establecer una congruencia en función de la cadena de valor del proceso exploratorio, tomando en cuenta si los aspectos técnicos-estratégicos y los recursos descubiertos a evaluar, resultan comerciales y son acordes con las características geológicas del Área Contractual y del Área de Evaluación.

III.2 Actividades del Programa de Evaluación

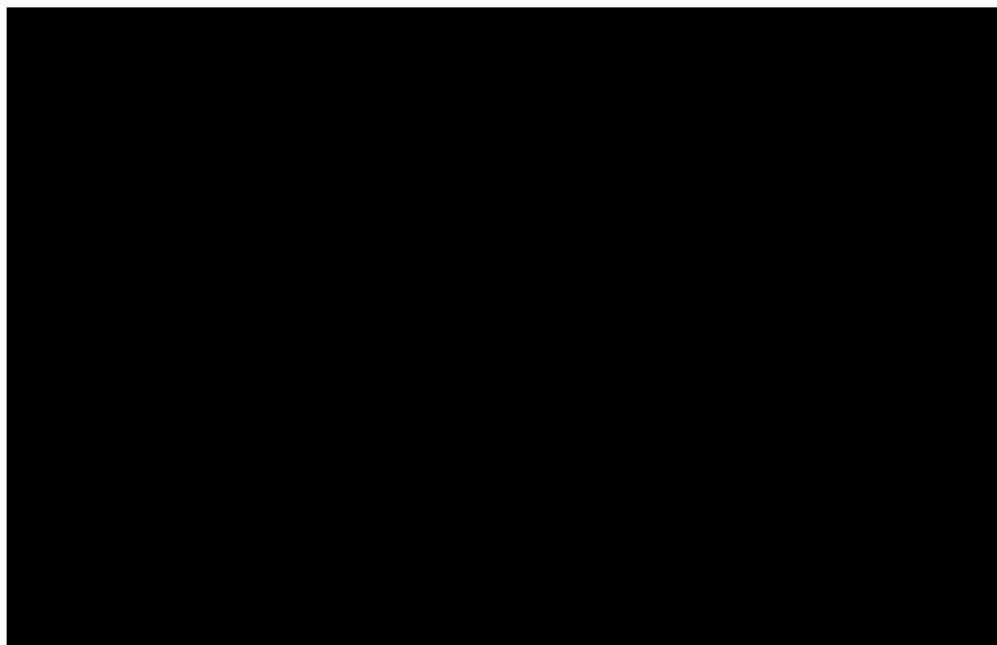
El Programa de Evaluación presentado por Pantera, tiene como objetivo reevaluar las estructuras completas descubiertas por PEP mismas que no fueron declaradas como descubrimientos comerciales. Con la finalidad de determinar si dichas

estructuras relacionadas al yacimiento [REDACTED] 29
pueden ser considerados comerciales y generar la información que permita la declaratoria de comercialidad y posterior presentación de un futuro Plan de Desarrollo. Para ello, las actividades de evaluación que integran el programa presentado se clasifican en tres rubros principales:

1. Perforación de pozos
2. Estudios
3. Caracterización de yacimientos

De acuerdo con el programa de actividades propuesto por el Contratista, la vigencia del Programa de Evaluación será de 15 meses a partir de su aprobación. Los tiempos programados para la ejecución de las actividades de evaluación, se muestran en el cronograma de la figura 4

Derivado de los resultados que se obtengan de las actividades programadas, se estará en posibilidades de documentar la declaratoria de comercialidad y en su caso, dar soporte al plan de desarrollo.



30

Figura 4. Cronograma de actividades del Programa de Evaluación (Fuente: Comisión, con información del Contratista).

III.2.1 Perforación de Pozos

Se planea perforar dos pozos delimitadores. Pipila-106DEL y Rusco-106DEL, a continuación, se describen sus características generales.

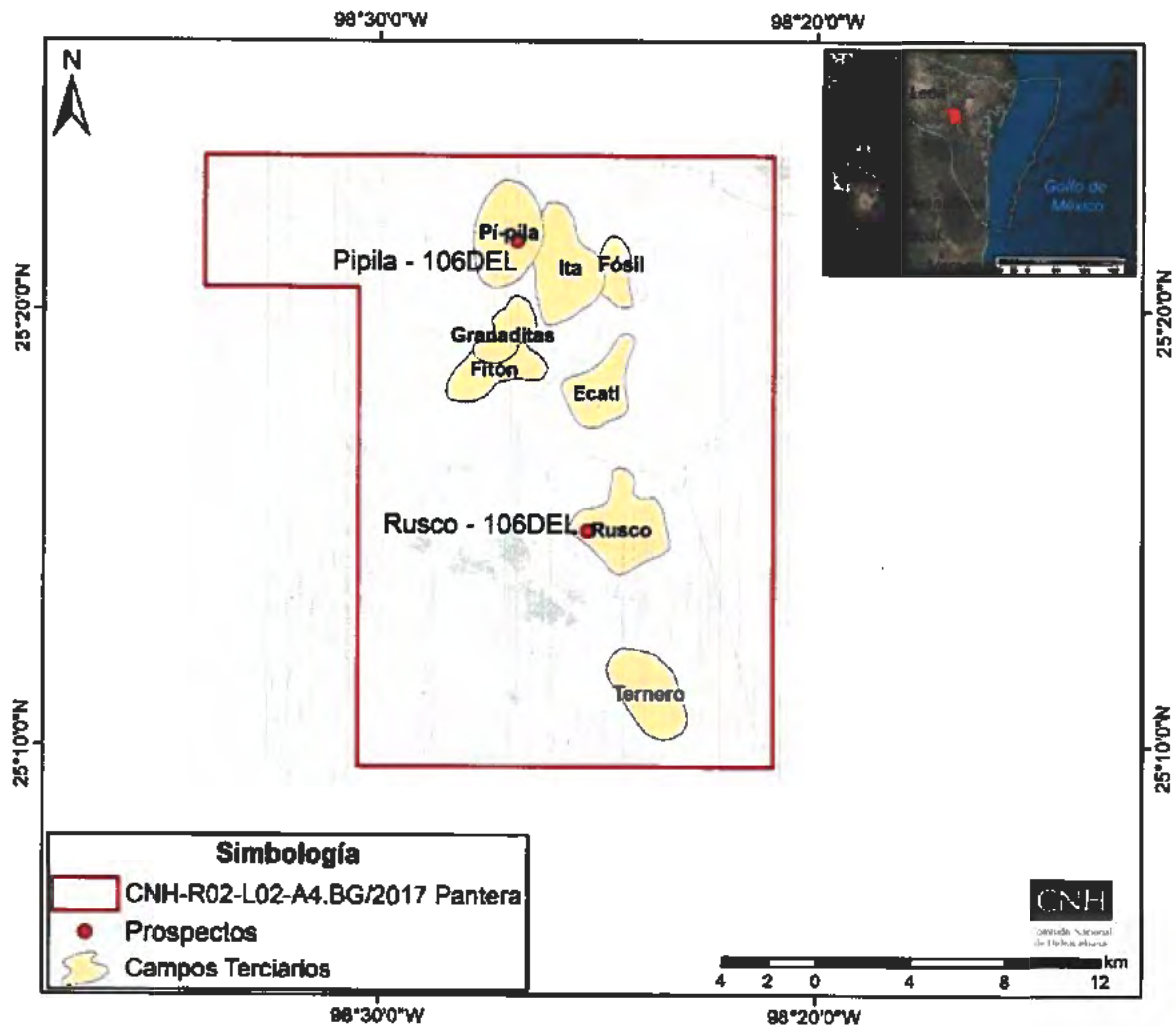
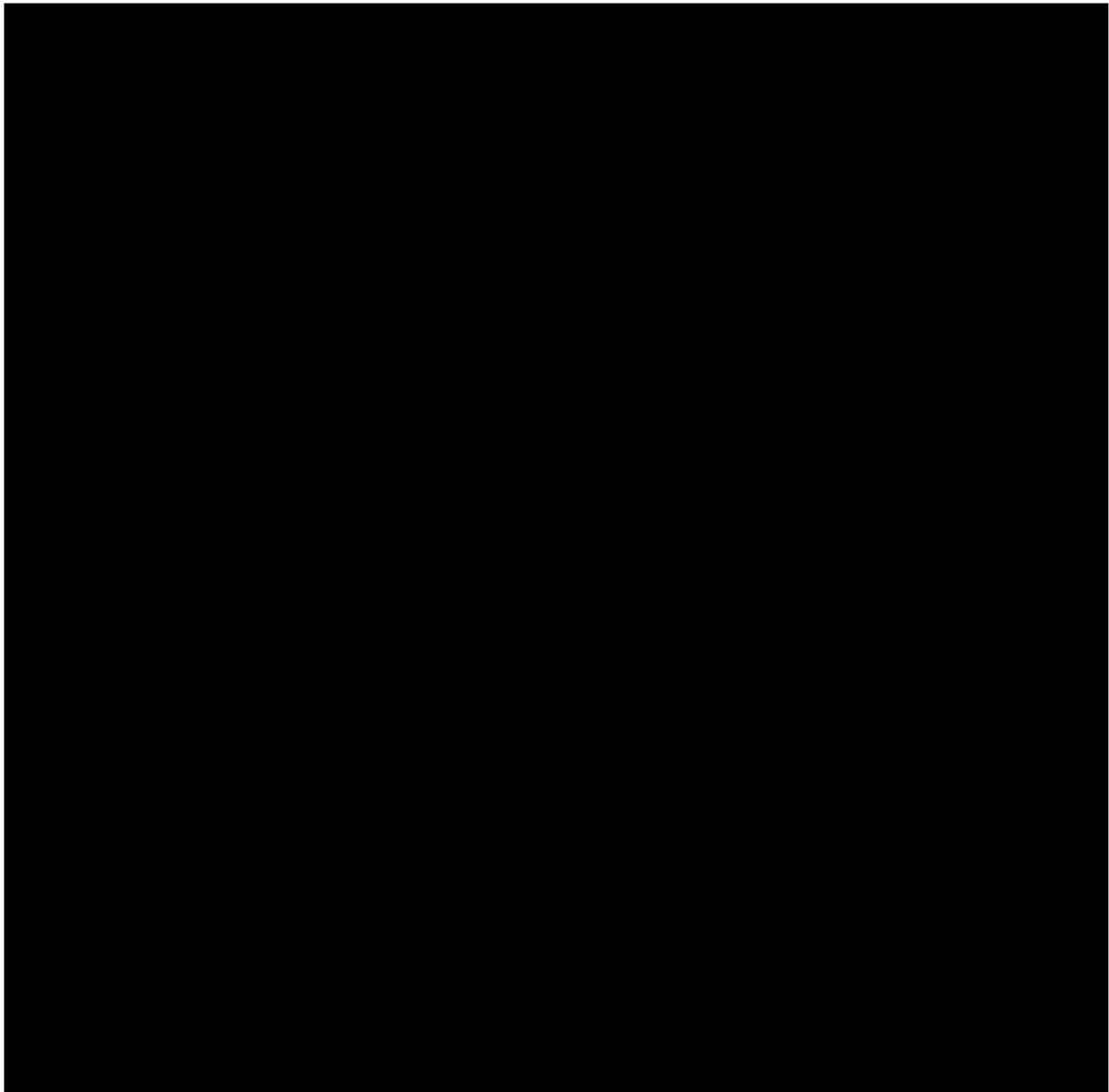
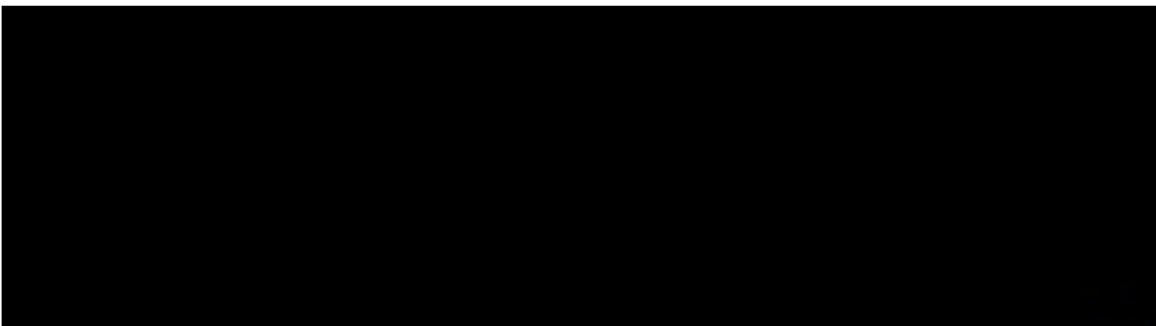


Figura 5. Ubicación de los pozos delimitadores a perforar dentro del Área Contractual.



31

Figura 6. Estado mecánico del pozo PÍPILA-106DEL.



32

g

777

[Handwritten signature]

af

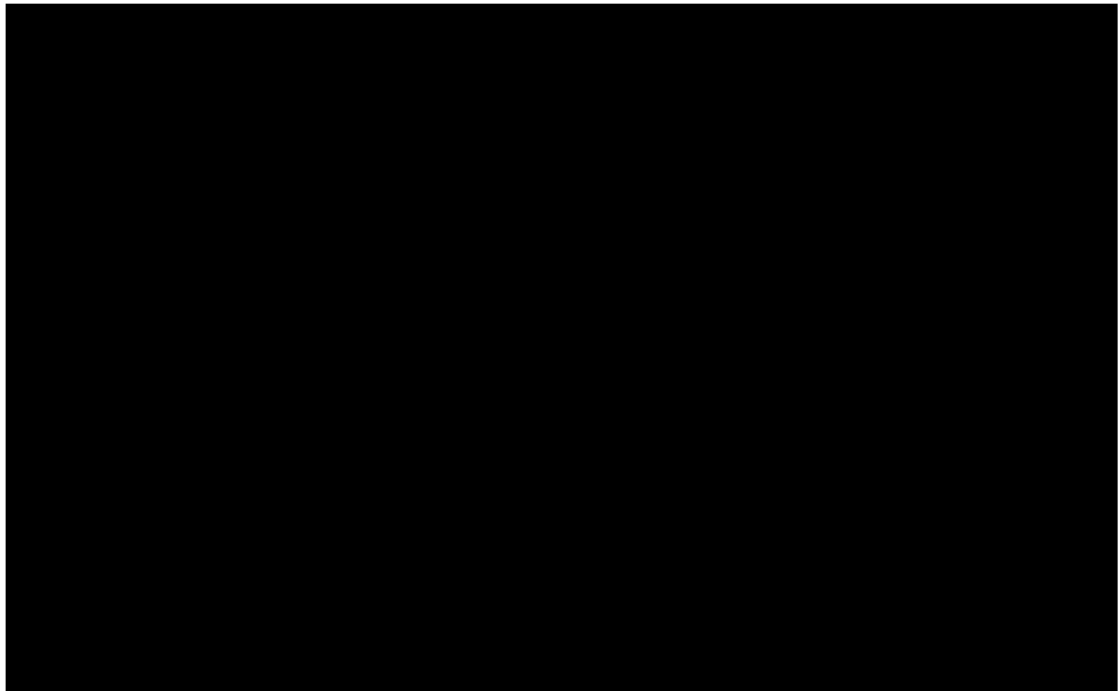


Figura 7. Estado mecánico del pozo RUSCO-106DEL.

El análisis y autorización de los programas de perforación no son materia de este dictamen por lo que el Contratista deberá realizar los trámites correspondientes en su momento.

III.2.2 Pruebas de Producción

Las pruebas por realizar en los pozos delimitadores por el Contratista se describen de manera esquemática en la Figura 8.

[Handwritten signature and scribbles]
777

[Handwritten signature]

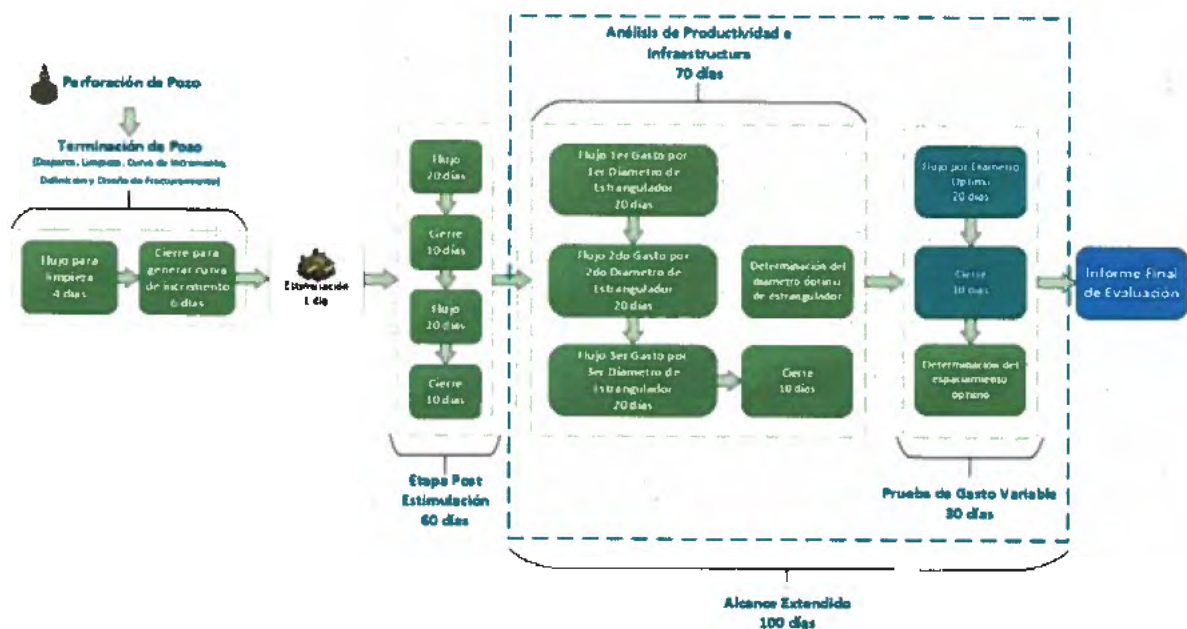


Figura 8. Esquema de las pruebas programadas para los pozos delimitadores.

Prueba en la Terminación.

Una vez perforados los pozos y durante su terminación se realizará una prueba de pozo convencional que consiste en un periodo de flujo de cuatro días y un cierre de seis días, y así generar las curvas de decremento e incremento correspondientes que permitirán conocer el comportamiento de presión - producción y así estimar parámetros de yacimiento y optimizar el diseño de la etapa de estimulación planteada. El diseño de esta etapa se muestra en la figura 9.

Entre los objetivos de la etapa destaca la estimación del daño a la formación y la permeabilidad, ya que ambos son parámetros importantes para definir si llevar a cabo un proceso de estimulación es viable o no.

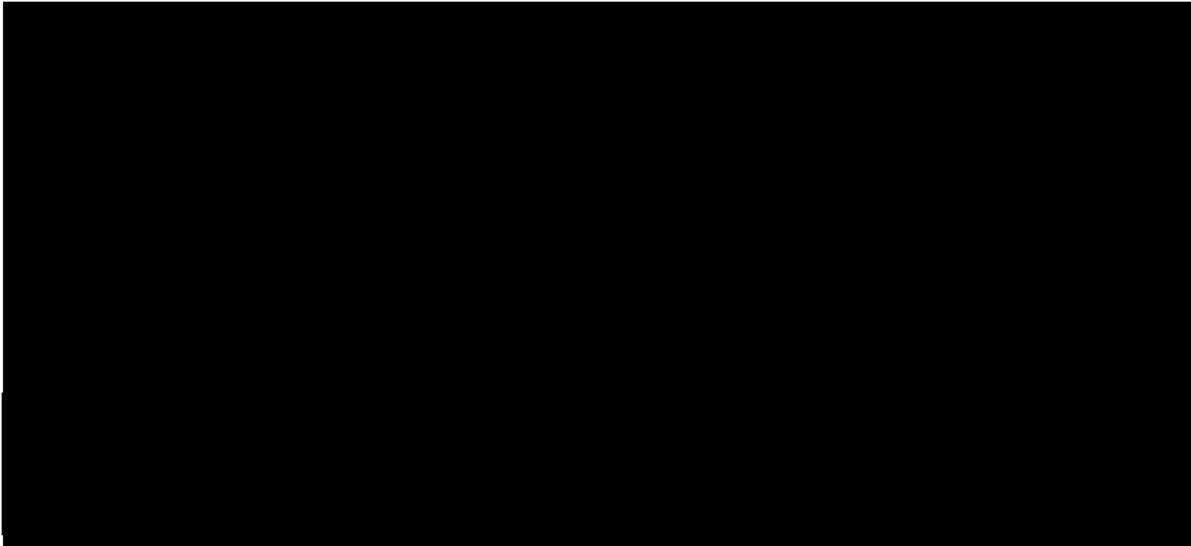


Figura 9. Diseño de prueba convencional de pozos.

Post Fracturamiento.

Una vez realizada la estimulación hidráulica se dará inicio a una etapa de evaluación post fracturamiento. Consiste en 60 días totales divididos en cuatro periodos, dos periodos de flujo de 20 días, seguidos de un periodo de cierre de 10 días cada uno. Cada periodo de flujo se realizará con un solo diámetro de estrangulador, mismo que se definirá con base en el comportamiento del pozo de tal manera que se garantice la estabilidad de la fractura. Los objetivos generales planteados por el Contratista para esta etapa son los siguientes:

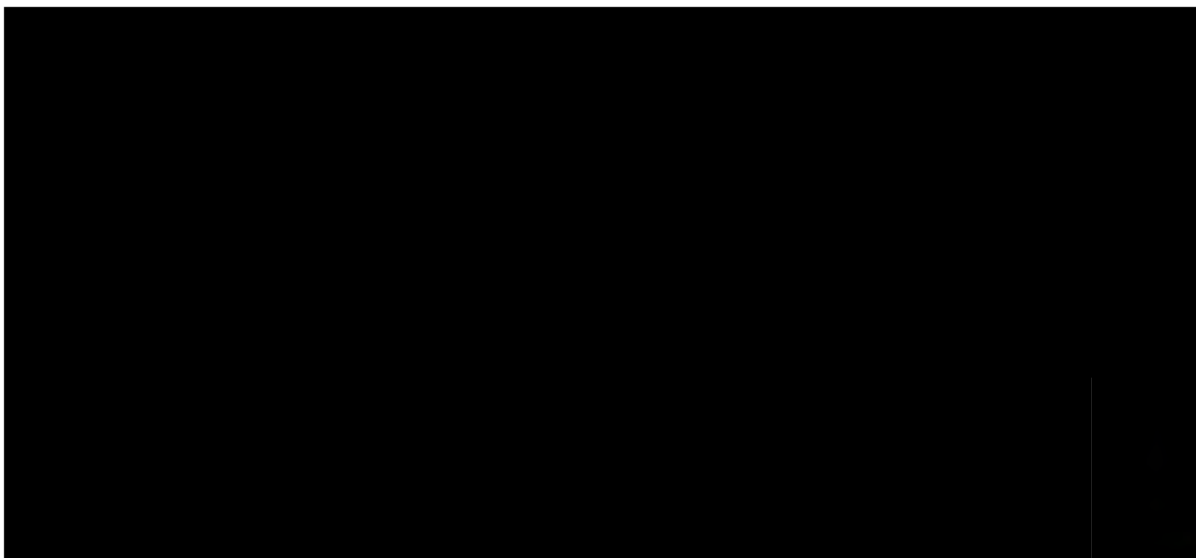
1. *Formular las propiedades y ajustar el modelo analítico del pozo (características de la fractura hidráulica) después del fracturamiento.*
2. *Conocer el comportamiento real del pozo sin interferencia de vecinos, modelando el pozo como Yacimiento infinito.*
3. *Efectuar simulaciones para predecir el comportamiento del pozo.*

Dichos objetivos son técnicamente razonables ya que después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico se requiere limpiar el pozo fluyéndolo a superficie con la finalidad de recuperar un porcentaje de los fluidos y apuntalantes inyectados al mismo (el porcentaje varía dependiendo del diseño del tratamiento, las condiciones

del pozo y características del yacimiento, entre otros), por lo que las primeras mediciones generalmente no son representativas del comportamiento que tendrá una vez limpio el pozo. Ya que fue realizada la limpieza, los periodos de flujo y de cierre permitirán estimar con mejor precisión la efectividad del fracturamiento y las propiedades del yacimiento.

Alcance Extendido.

La etapa de alcance extendido se dividirá en dos fases, Análisis de Productividad e Infraestructura con una duración de 70 días y Prueba de Gasto Variable con una duración de 30 días, dando un total de 80 días de flujo continuo y 20 de cierre. El diseño de esta etapa se muestra en la figura 10.



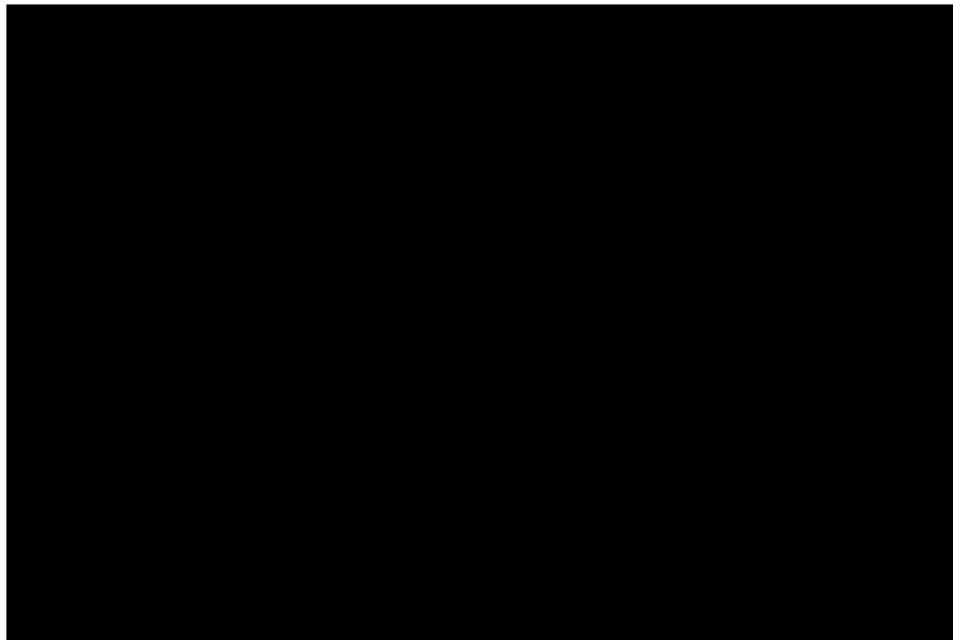
34

Figura 10. Diseño de Alcance Extendido.

[Handwritten signature]
777

[Handwritten signature]

Los parámetros de diseño se muestran en la tabla 2



35

Tabla 2. Parámetros de diseño de la Prueba de Alcance Extendido.

1. **Análisis de Productividad e Infraestructura.** En esta fase se abrirán los pozos durante tres periodos de 20 días cada uno, dichos periodos fluirán el tiempo programado por un solo diámetro de estrangulador, estos son de 1" para el primer periodo, ½" para el segundo y ¼" para el tercer periodo.

Este diseño lo plantea el Contratista bajo la premisa de que la infraestructura que actualmente se tiene en el Área Contractual no se encuentra en las condiciones óptimas de operación para las actividades de producción, separación, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, por lo que la ejecución de estas actividades le permitirán obtener información que podrá utilizar para los dimensionamientos y diseños de infraestructura futura en el Área Contractual.

Los objetivos que plantea el Contratista son los siguientes:

1. *Validar la consistencia de flujo para periodos de producción más extensos.*

777

ep

2. *Validar el efecto sobre la productividad del pozo de diferentes condiciones de operación.*
3. *Determinar la capacidad máxima de flujo de cada pozo y la sustentabilidad en el tiempo.*
4. *Efectividad de la estimulación a largo plazo, a través del análisis de la declinación de la producción después de al menos dos meses de producción en conjunto con la producción de las etapas anteriores.*
5. *Diagnosticar oportunamente la necesidad de sistemas artificiales de producción (SAP)*
6. *Determinar el diámetro óptimo del estrangulador el cual producirá el pozo.*

Se observa que las actividades planteadas permitirán al Contratista alcanzar los objetivos planteados ya que estos son técnicamente razonables y además se justifican desde el punto de vista económico ya que de no conocer con precisión el comportamiento del sistema pozo – yacimiento se podría dimensionar de manera deficiente la infraestructura necesaria para el desarrollo del área contractual.

2. **Prueba de Gasto Variable.** La segunda fase del alcance extendido consiste en fluir el pozo durante 20 días continuos por un solo diámetro de estrangulador óptimo y que se definirá previamente en la fase anterior para después tener un cierre de 10 días.

Los objetivos planteados por el Contratista para esta fase son:

1. *Validar la consistencia del gasto de producción en periodos más extensos.*
2. *Detectar o confirmar la existencia de fallas, fracturas naturales o inducidas y su conectividad entre ellas.*
3. *Este objetivo en particular es importante para efectos del presente Programa. Muchos pozos producen a través de fracturas o fallas,*

dominados por regímenes de flujo con geometrías distintas a las tradicionales. Este tipo de prueba permite hallar la presencia de fracturas; fallas ya sean conductivas, semipermeables o impermeables.

- 4. Determinar la capacidad máxima de flujo de cada pozo y la sustentabilidad en el tiempo.*
- 5. Efectividad de la estimulación a largo plazo.*
- 6. Validar el efecto sobre la productividad del pozo de diferentes condiciones de operación.*
- 7. Validar los requerimientos de infraestructura para manejar el gasto identificado como sustentable. Ambos datos serán insumos para el Plan de Desarrollo.*

Se observa que los objetivos propuestos son técnicamente razonables y se pueden alcanzar con las actividades planteadas por el Contratista, así también, el diseño de las pruebas presentado; es un diseño tipo el cual podrá variar de pozo a pozo dependiendo de las condiciones de cada uno, y donde además se tienen objetivos específicos para cada pozo, mismos que se muestran a continuación (Tabla 3).

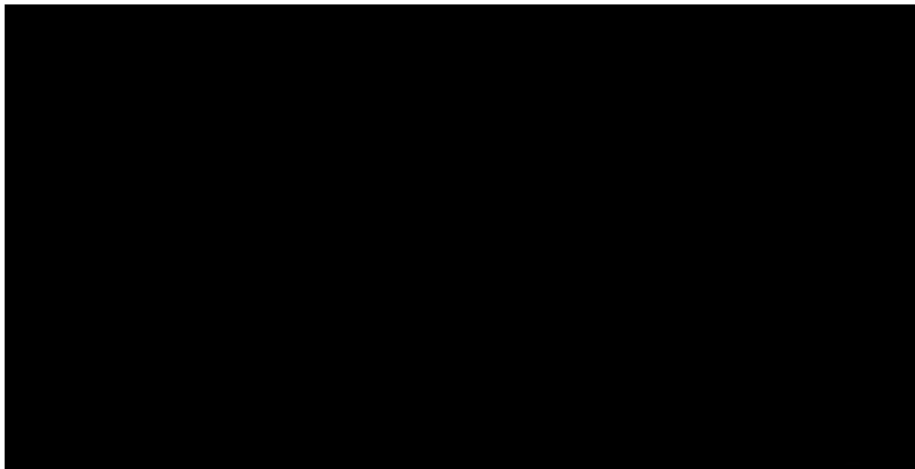


Tabla 3. Objetivos particulares de los pozos.

36

777

III.2.3 Medición de Hidrocarburos

De acuerdo con el programa de actividades planteado, el Contratista tiene considerado realizar la perforación de dos pozos con objetivos en las Formación

De acuerdo con los objetivos y alcances del Programa de Evaluación propuesto por el Contratista, con la perforación y terminación de dichos pozos, se podrán reevaluar los yacimientos previamente descubiertos en el Área Contractual

Para lo anterior, y de manera general para cada pozo a perforarse, en caso de resultar exitoso, la medición de hidrocarburos se realizará en dos etapas; la primera durante el arranque de operaciones del pozo mediante un aforo de 24 a 48 horas y la segunda etapa durante las pruebas de producción de alcance extendido programadas.

A continuación, se detalla cada etapa de medición:

Etapas 1. Medición a boca de pozo

En la primera etapa se realizará una medición por pozo mediante un aforo de 24 a 48 horas con un equipo de separación trifásica donde se cuantifiquen por separado las tres fases producidas, corroborando con esta el arranque operativo del pozo posterior a su terminación por lo cual solo serán utilizados diferentes diámetros de estrangulación encontrando el óptimo para la realización de las pruebas de alcance extendido. El gas será destruido controladamente y el agua y condensado serán almacenados en presas metálicas para luego ser dispuesto mediante pipas en las ERG Pípila-1 y Rusco-1 o en su caso,

Así mismo se prevé que los separadores cuenten con medidores tipo Coriolis o turbinas para la cuantificación de los líquidos (agua y condensado) previo a su envío a presas metálicas para luego ser transportado mediante autotanques a las Estaciones de Recolección de Gas (ERG) Pípila-1 y Rusco-1 puntos de entrega y recepción (punto de medición), instalaciones pertenecientes a Pemex Exploración y Producción (PEP), el Contratista celebrará acuerdos operacionales y de medición, definiendo entre otros el tipo y frecuencia de medición en las mencionadas

instalaciones. El esquema correspondiente a esta etapa se muestra en la siguiente figura 11.

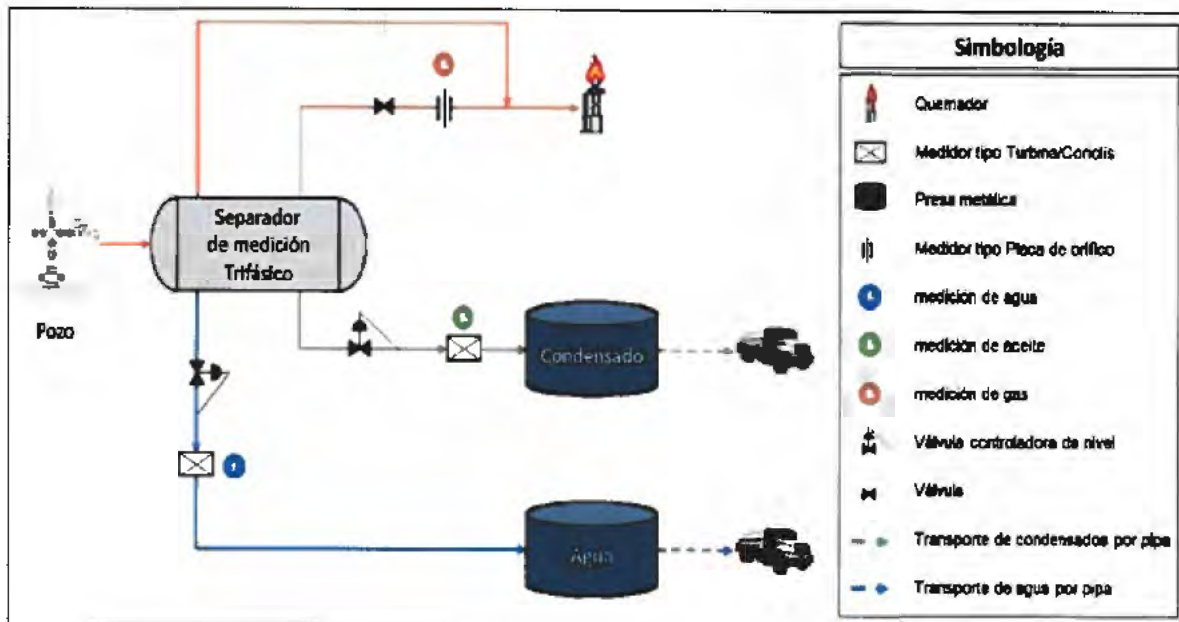


Figura 11. Esquema de medición etapa 1. (fuente Contratista).

El Contratista presentó las siguientes incertidumbres de referencia asociadas a los equipos de medición, cabe señalar que estas incertidumbres son las referidas en los manuales de los fabricantes.

Equipo de medición	Ubicación	Incertidumbre (referencial)
Placa de orificio	Descarga de gas separador trifásico	$\pm 0.5 \%$
Turbina / Coriolis	Descarga de Aceite separador trifásico	$\pm 0.07 \%$
Turbina / Coriolis	Descarga de Agua separador trifásico	$\pm 0.07 \%$

Tabla 4. Incertidumbre asociada a los equipos de medición (descarga de separador trifásico).

Etapa 2. Medición de pruebas de producción de alcance extendido

Una vez que se culmine la etapa de aforo de pozos y con información resultante de los mismos, el Contratista procederá a la construcción de líneas de descarga desde

los pozos a las ERG (Pípila-1 y Rusco-1) puntos de entrega y recepción (punto de medición), instalaciones pertenecientes a Pemex Exploración y Producción, el Contratista celebrara acuerdos operacionales y de medición, definiendo entre otros el tipo y frecuencia de medición en las mencionadas instalaciones, así como las condiciones operacionales de entrega y recepción de los hidrocarburos. La medición a boca de pozo en esta etapa se llevará a cabo una a dos veces por mes. En la siguiente figura 12 se presenta la propuesta del Contratista para la medición en las pruebas de alcance extendido.

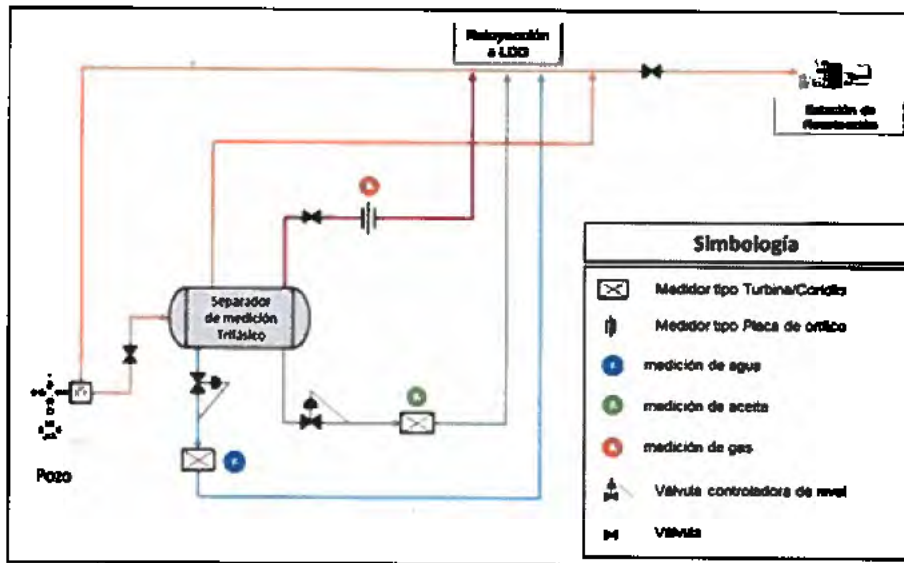
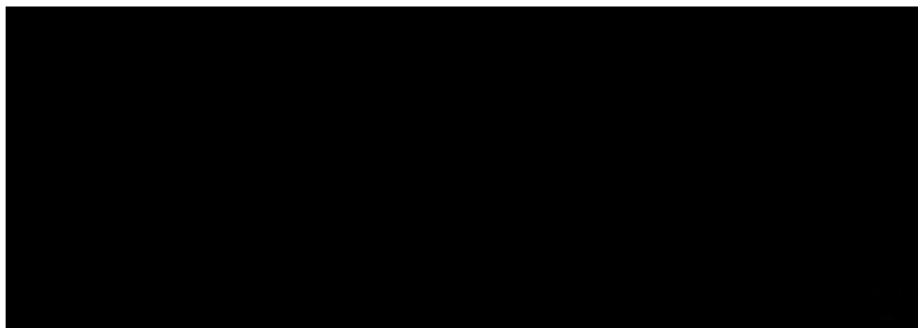


Figura 12. Esquema, medición en las pruebas de alcance extendido. (fuente Contratista).

En la siguiente tabla se presenta en resumen las características de la medición en las diferentes etapas.



[Handwritten marks: a blue checkmark, the number '777', and a signature]

Tabla 5. Etapas de medición (Fuente: Contratista).

El Contratista celebrará acuerdos operacionales y de medición con Pemex Exploración y Producción definiendo entre otros el tipo y frecuencia de medición en las instalaciones de entrega y recepción de los hidrocarburos (puntos de medición). El Contratista deberá de reportar los datos de producción diarios y mensuales derivados de las pruebas de producción de alcance extendido, así como lo resultados de los aforos de pozo.

Calidad de los hidrocarburos.

La toma y análisis del muestreo correspondiente a los hidrocarburos provenientes de la prueba de producción en las etapas de medición se realizarán conforme lo siguiente:

- **Etapa 1.** Los muestreos de líquidos serán realizados en las presas metálicas mientras que el muestreo de gas se realizará de una toma en el separador de medición trifásico y previo a su destrucción controlada para ser analizadas en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (ema).
- **Etapa 2.** Los muestreos de líquidos y de gas se realizarán en una toma posterior al separador de medición trifásico y previo a la reincorporación a su

línea de descarga, con la finalidad de ser analizados en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (ema).

a) Conclusión

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, asociada al Programa de Evaluación para el Área Contractual 4 correspondiente al Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017, el Contratista presentó información correspondiente con lo establecido en el Anexo I, numeral VI.9 de los *"Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones"* Por lo anterior la Dirección General de Medición, revisó y analizó la información presentada por el Contratista para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción, por lo que se establece que la propuesta es técnicamente viable para determinar el volumen y calidad de los Hidrocarburos.

Sin perjuicio y previo a la realización de las pruebas de producción, el Contratista deberá informar a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos el inicio de estas y presentar la información siguiente:

Etapas 1:

- Acuerdos Operativos, de medición y comerciales que lleve a cabo con PEP, para la cuantificación de la producción proveniente de las pruebas de producción para los nuevos pozos.

Etapas 2:

- Resumen ejecutivo indicando los resultados obtenidos de las pruebas de producción en la etapa 1.

Handwritten signatures and marks in blue ink on the right side of the page. There is a large signature at the top, a horizontal line with three short vertical ticks below it, and another signature at the bottom right.

El Contratista deberá de reportar los resultados asociados al volumen y la calidad, del petróleo, agua, gas y condensado producidos durante las pruebas de producción de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Se advierte que la presente Opinión Técnica se realizó con base en la información presentada por el Contratista y conforme a lo establecido en Anexo I, Numeral VI.9 de los Lineamientos que regulan el procedimiento, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos.

III.2.4 Comercialidad

En la Figura 13 se muestran los pozos considerados en el presente Programa y las ERG más cercanas al Área Contractual:

-  40
-  41

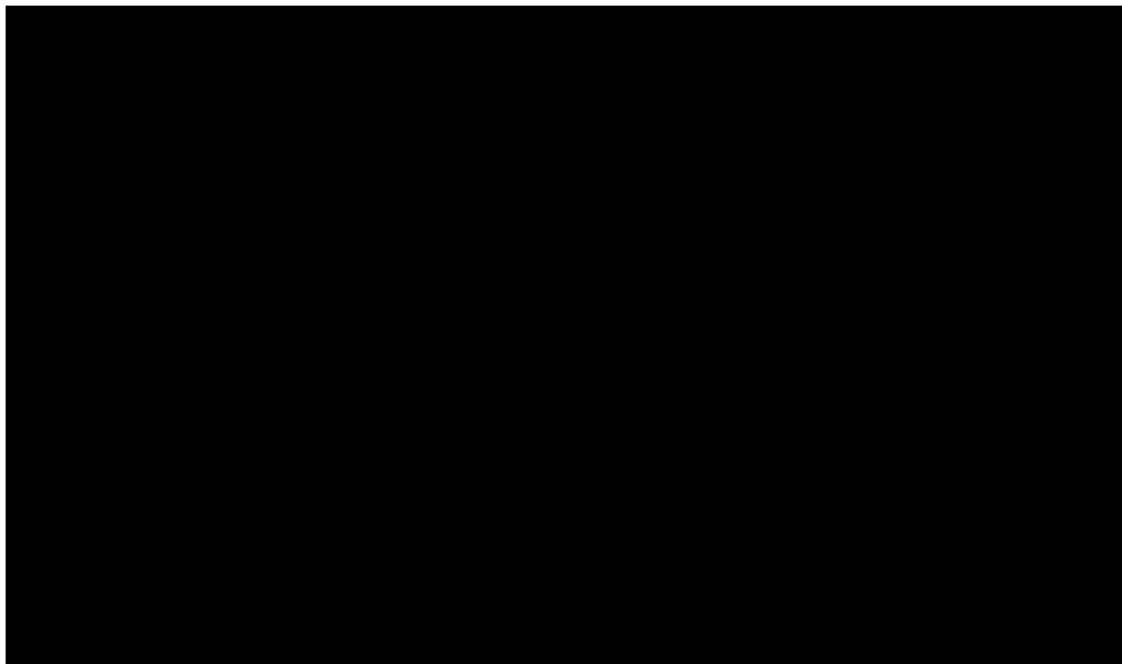


Figura 13. Pozos contemplados para el Presente Programa y Estaciones de Recolección cercanas.

Handwritten signature

777

Handwritten signature

La información de la producción deberá ser remitida a la Comisión a través del portal de recepción de información y bajo los formatos de producción establecidos por la Dirección General de Medición con la siguiente periodicidad:

- Diaria: Información de producción de la corriente que se establezca para comercialización del área contractual tanto para gas natural, aceite y condensado.
- Mensual: Información de producción de cada uno de los pozos del Área Contractual cuantificando cada una de las fases producidas (agua, aceite, gas y condensado) esto con el sustento técnico-operativo que corresponda además del reporte correspondiente de calidad de hidrocarburos producidos en el periodo.

Calidad de los hidrocarburos

La calidad de los hidrocarburos que se espera obtener de las pruebas de producción es la siguiente.

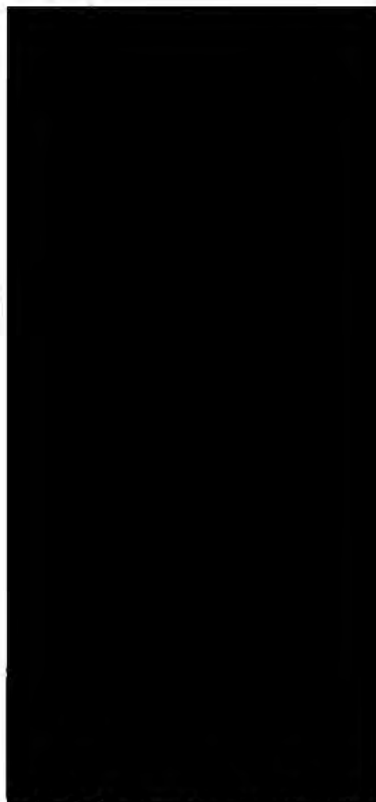


Tabla 6. Calidad esperada del gas a ser producido en el Área Contractual.


777


Tabla 7. Calidad esperada del condensado a ser producido en el Área Contractual.

Resultado de la revisión y análisis a la información presentada por el Contratista, se señala que presentó la información correspondiente con lo establecido en los Lineamientos, por lo que se señala que la propuesta es técnicamente viable para determinar el volumen y calidad de los Hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo anterior, el Contratista previo a la realización de las pruebas de producción previstas en el presente Dictamen Técnico, deberá notificar a esta Comisión que cumple con todas las actividades previstas para llevar a cabo la Medición y Comercialización de los Hidrocarburos.

Para efectos de lo anterior, el Contratista deberá presentar a esta Comisión, la información relativa a los Acuerdos Operativos y Comerciales actualizados celebrados con PEP.

III.2.5 Caracterización y Delimitación de Yacimientos

A partir de la integración y correlación de los resultados derivados de la ejecución de las actividades planteadas en el Programa de Evaluación, particularmente de la perforación de pozos y pruebas de producción, se precisa que todos ellos representan una parte fundamental dentro del proceso de evaluación, ya que su realización permitiría actualizar y generar un modelo geológico-petrofísico con mayor grado de certidumbre, identificar los límites de los yacimientos (areal y vertical), así como una estimación del posible factor de recuperación del yacimiento. De lo anterior, el Contratista dispondría de elementos técnicos con mayor grado de detalle para una mejor caracterización de los yacimientos de interés con un alcance suficiente que permita reducir el riesgo exploratorio, con lo cual el Contratista estaría

en posibilidades de sustentar una estimación volumétrica, que en el mediano plazo permitiría vislumbrar un Plan de Desarrollo.

III.3 Metas Físicas del Plan de Evaluación

En función de lo señalado en este apartado, las actividades a desarrollar en el periodo de evaluación se resumen en la tabla 8

Actividades de Evaluación	Programa de Evaluación	
	2018	2019
Estudios Exploratorios (evaluación)	-	9
Pozos	-	2
Pruebas de Presión-Producción	-	3
Otras Ingenierías	-	2

Tabla 8. Actividades del Programa de Evaluación.

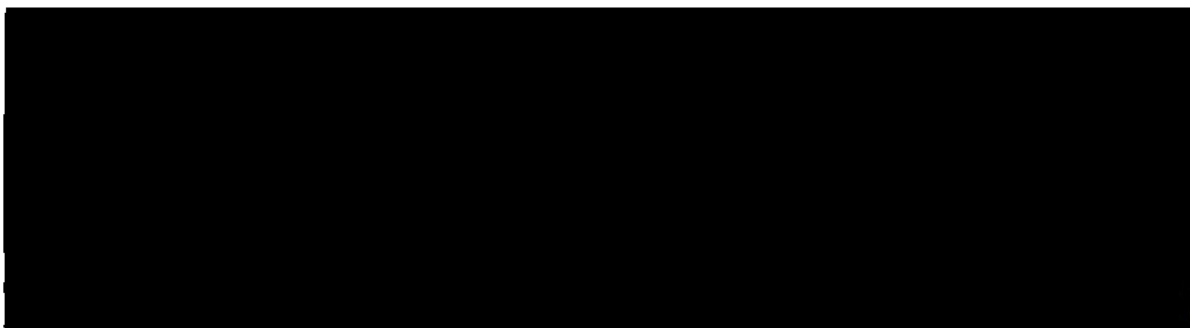
III.4 Recursos Descubiertos a Evaluar

La propuesta de evaluación definida por el Contratista está orientada hacia la generación de mayores elementos técnicos que permitan realizar una estimación volumétrica con un mayor grado de certidumbre en la reevaluación de los descubrimientos realizados por el operador anterior, mediante la ejecución de estudios exploratorios a nivel local, la perforación de pozos delimitadores y pruebas de producción, a partir de los cuales y mediante su integración y correlación permitirían en el mediano plazo una reclasificación y posible incorporación de reservas en sus categorías correspondientes, en el supuesto de obtener los resultados esperados de las actividades de evaluación.

De lo anterior, se advierte que, de la ejecución del conjunto de actividades propuestas dentro de la reevaluación, se permitiría identificar elementos y parámetros necesarios para una reevaluación de los recursos descubiertos, identificar el recurso recuperable, si el resultado puede ser declarado como comercialmente viable la posible incorporación de reservas, lo anterior derivado del éxito exploratorio. Adicionalmente se refleja que el Programa de Evaluación es consistente con la etapa actual del proceso exploratorio, representando viabilidad técnica y el valor estratégico del Área Contractual, con el objetivo de iniciar en el mediano plazo, actividades propias de la etapa de desarrollo.

III.5 Programa Mínimo de Trabajo

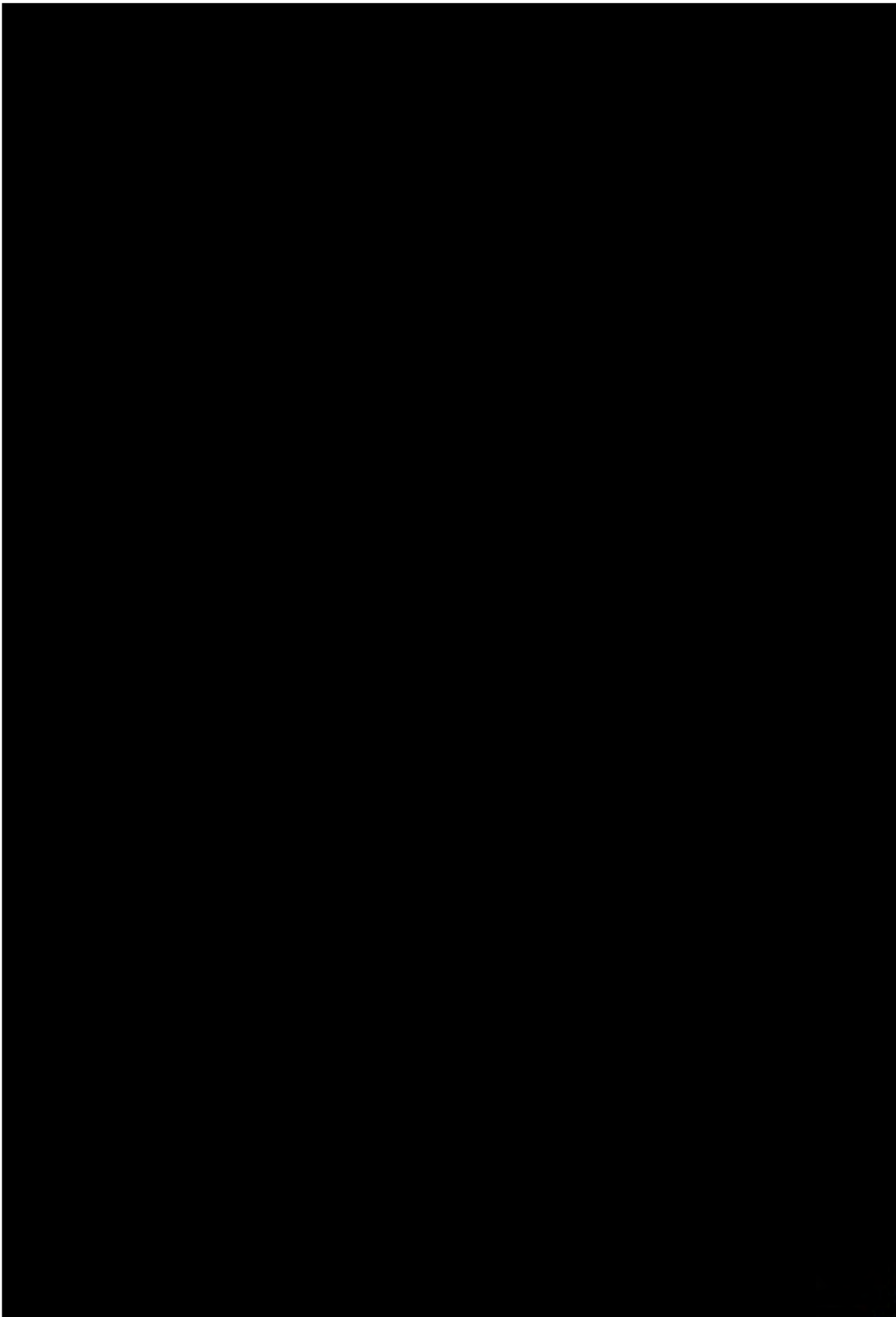
En relación con el Anexo 5 del Contrato, se estableció el compromiso del Contratista de realizar 8,300 Unidades de Trabajo (en adelante, UT), las cuales constituyeron el Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT). Asimismo, se estableció un Incremento al Programa Mínimo de Trabajo (IPMT) de 21,200 UT, el cual es equivalente a la perforación de dos pozos, haciendo un total de 29,500 UT como compromiso total del Contrato. El Contratista menciona que mediante la perforación de los pozos PÍPILA-106DEL y RUSCO-106DEL, así como la toma de información, la cual contempla la adquisición de registros geofísicos convencionales y especiales, toma y análisis de núcleos, pruebas PVT, MDT, pruebas de producción, pruebas de producción de alcance extendido y la evaluación de recursos prospectivos asociados todos ellos a la perforación de los pozos mencionado anteriormente; se estaría dando cumplimiento a un total de 14,743.50 Unidades de Trabajo asociadas al Programa de Evaluación.



g

777

sh

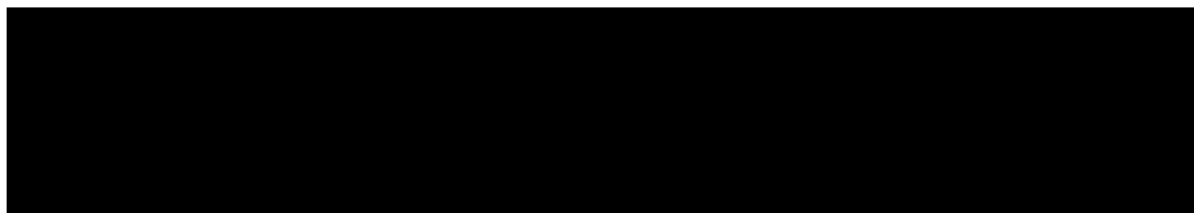


44

g

777

ep



Cabe mencionar, que a la par se ejecutarán las actividades correspondientes al Plan de Exploración, en el cual se contemplan dos escenarios un Escenario Base y uno Incremental, considerando 16,014.71 UT y 24,926.03 UT, respectivamente.

En el caso de la realización de la totalidad del Escenarios Base del Plan de Exploración, en conjunto con las actividades del Programa de Evaluación, se estaría rebasando el compromiso adquirido en el Contrato.

Es decir, mediante la ejecución de las actividades consideradas en el escenario base del Plan de Exploración y el Programa de Evaluación, el Contratista podría alcanzar hasta 30,758.21 UT. Lo anterior en términos de la cláusula 1 *Definiciones e interpretación del anexo 5 del Contrato*.

Las actividades reflejadas en el presente Apartado y documentadas por el Contratista en el Programa de Evaluación podrán acreditar Unidades de Trabajo. Dicha acreditación de UT por parte de la Comisión, estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles de acreditar las mismas, y únicamente en los términos definidos en el Anexo 5 del Contrato.



Handwritten signature and initials in blue ink, including the number 777.

III.6 Inversión y Gastos de Operación

Acorde a lo establecido en el artículo 11 de los de los Lineamientos¹; así como en la sección VI Plan de Evaluación; Apartado VI.7 Programa de Inversiones, del numeral 2 Contenido del Plan de Exploración, del Anexo I Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos de los citados Lineamientos, los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los Contrato y entre otros, la selección de las Mejores Prácticas de la Industria.

Con base en ello, la Comisión elaboró el análisis económico correspondiente al Programa propuesto, cuyos resultados se presentan a continuación.

a) Descripción de las inversiones programadas

El Programa de Inversiones es consistente con la información correspondiente al Programa de Evaluación y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos de la SHCP).

En su solicitud, el Contratista propone realizar estudios de geología, geofísica, otras ingenieras, seguridad, salud y medio ambiente e ingeniería de yacimientos; así como la perforación de pozos exploratorios. El monto asociado para llevar a cabo dichas actividades [REDACTED] y se distribuye conforme a la Figura 14⁴⁵ y Tabla 10:

¹ LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

Q

777

SP

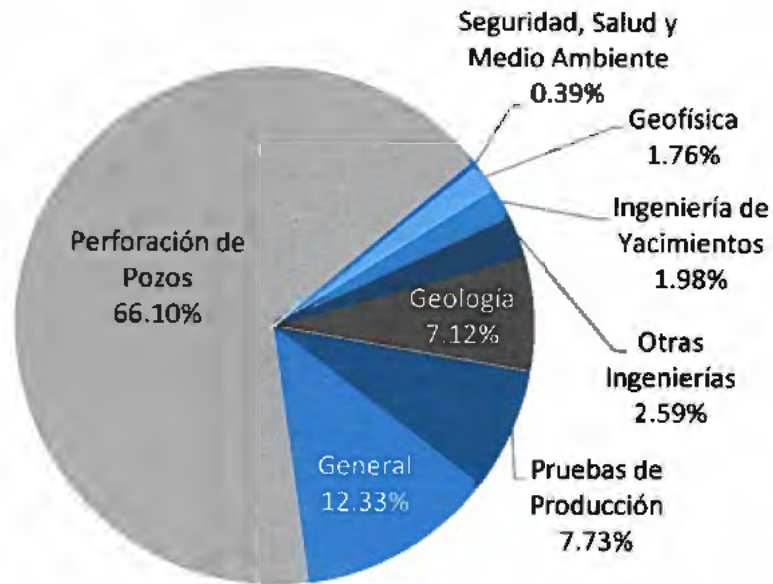


Figura 14. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Total 46

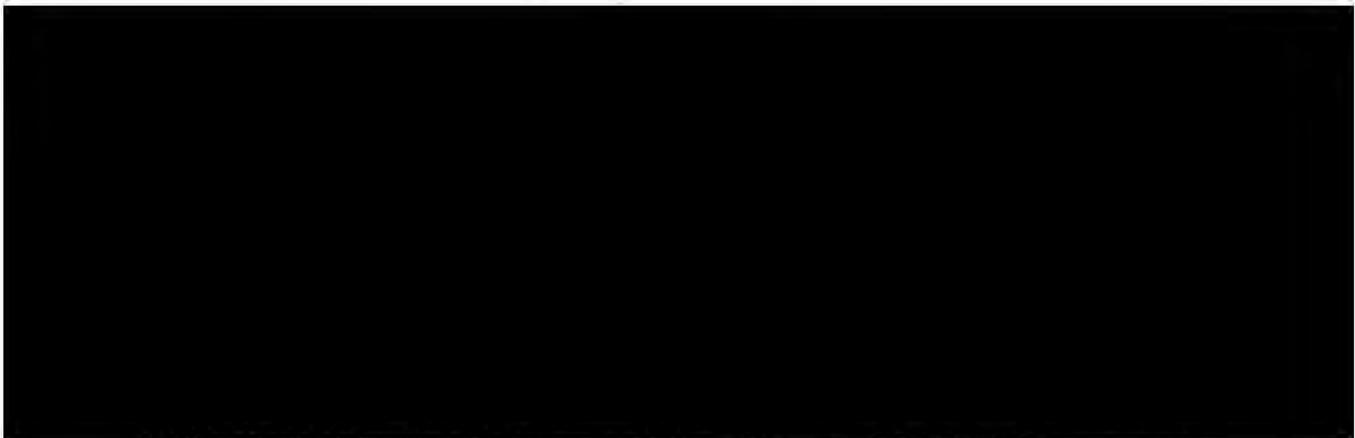


Tabla 10. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

b) Resultado de la evaluación del Programa de Inversiones

De la revisión a la información presentada por el Contratista, se observa que el Programa de Inversiones detalla los costos asociados a cada una de las actividades en el Plan de Exploración de conformidad con el catálogo establecido en los Lineamientos de Costos de la SHCP.

Handwritten marks:
 A large blue checkmark or signature-like mark.
 The number "777" written in blue.
 A blue diagonal line.
 A blue signature or initials.

En tal virtud, la opinión de esta Comisión es favorable respecto a la aprobación del Plan de Evaluación en los términos solicitados por el Contratista.

IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE EFICIENCIA OPERATIVA

Considerando el conjunto de actividades que se incluyen como parte del Programa de Evaluación, la Comisión identificó los principales indicadores de desempeño asociados, los cuales y en el supuesto de la ejecución de las actividades planteadas, permitirían evaluar la eficiencia operativa. En este contexto, y considerando la propuesta de las actividades y presupuesto, debe señalarse que la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estaría sujeta a la medición de los avances físicos y financieros (realizado v/s programado) que se realicen en base al Programa de Evaluación. Lo anterior en relación con los siguientes conceptos:

- Estudios Exploratorios
- Perforación de pozos exploratorios (delimitadores)
- Pruebas de Presión-Producción; y
- Presupuesto

V. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN

Respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía informó a esta Comisión mediante oficio UCN.430.2019.0032 recibido el 5 de febrero de 2019, que *"Con base en la información presentada, esta Unidad permite considerar plausible que se cumplan con las obligaciones de contenido nacional para el presente contrato. En consecuencia, tiene una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional asociado al Plan de Evaluación presentado por Pantera para el contrato CNH-R02-L02-A4-BG/2017"*.

Respecto al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, la Comisión advierte que el Programa de Evaluación aún no cuenta con la opinión favorable, que al efecto corresponde emitir en el ámbito de sus atribuciones a la Secretaría de Economía. Por lo cual y una vez que, en su caso, dicha autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado el programa y formará parte del Programa de Evaluación al que se refiere el presente dictamen y del Contrato.

Lo anterior, tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de contenido nacional, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, así como los artículos 13 y 14 de los Lineamientos.

Asimismo, esta Comisión deja de manifiesto que en el supuesto de que la Secretaría de Economía emita un pronunciamiento en sentido no favorable, el Operador estará obligado a presentar una modificación al Programa de Evaluación en el que los programas respectivos se ajusten a las consideraciones emitidas por la Secretaría de Economía a fin de que el Contratista pueda dar cumplimiento a las obligaciones en materia de Capacitación y Transferencia de Tecnología. Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en la Cláusula 19.5 del Contrato.

Con relación al Sistema de Administración de Riesgos, éste fue autorizado por la ASEA el día 11 de diciembre de 2017, otorgando el Número de Autorización ASEA-PAE17305C/AI1617 mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1280/2017. En lo que respecta a las actividades contempladas en el Programa de Evaluación; actualmente se encuentran en proceso de evaluación por parte de la AGENCIA las Modificaciones al Proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración para su implementación, para efectos de ser amparadas en la autorización del Sistema de Administración del REGULADO. Aunado a lo anterior, cabe señalar que el

REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los documentos oficiales que se hayan emitido con relación al CONTRATO, asociados a la autorización número ASEA-PAE17305C/AI1617.

En relación con lo anterior, esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Programa de Evaluación sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Programas aprobados por la Comisión.

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

VI.1 CONSIDERACIONES

Derivado de la revisión y análisis realizado a la información proporcionada por el Contratista en los apartados que anteceden, se advierte que las actividades a realizar durante el Periodo de Evaluación permitirán la adecuada reevaluación de la estructura geológicas en el área contractual 4, esto a través de la perforación de los pozos PÍPILA-106DEL y RUSCO-106DEL, la realización de dos pruebas de presión-producción y dos de alcance extendido para los yacimientos [REDACTED]

48

Por tal motivo se considera técnicamente viable aprobar las actividades siguientes, las cuales forman parte del programa de evaluación del Área contractual 4.

Actividades de Evaluación	Programa de Evaluación	
	2018	2019

Estudios (evaluación)	Exploratorios	-	9
Pozos		-	2
Pruebas de Presión-Producción		-	3
Otras Ingenierías		-	2

Tabla 11. Actividades del Programa de Evaluación

VI.1.2 Cumplimiento del artículo 39, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.**

La Comisión advierte que, en relación con la etapa del proceso exploratorio para el Área Contractual, las actividades propuestas para llevar a cabo la evaluación son apropiadas para lograr los objetivos planteados. Se observa que, mediante la ejecución de las actividades contempladas, esto es, la perforación de pozos de evaluación (delimitadores) y sus pruebas de producción, convencionales y/o de alcance extendido, se dispondrá de mayores elementos técnicos que permitan el aumentar el conocimiento geológico del área y por ende se aceleraría el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del País.

- **La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.**

Para las pruebas de pozo se utilizarán sensores de presión y temperatura de fondo con tecnología de punta que incluye transductores de cuarzo y zafiro, este tipo de transductores permiten obtener datos con alta precisión ya que transforman la magnitud física de presión en una magnitud eléctrica con errores menores al 0.01%. Esto es relevante porque los datos obtenidos servirán para caracterizar el

Handwritten signature and initials in blue ink.

yacimiento, dimensionar las instalaciones y verificar la efectividad de la estimulación hidráulica, dicha tecnología permitirá obtener resultados de mejor calidad.

Para la medición de los hidrocarburos se utilizarán separadores trifásicos cuya tecnología permite separar los diferentes fluidos (aceite, gas y agua) que se pueden presentar durante los periodos de flujo de las pruebas, estos separadores son comunes en la industria y su utilización es adecuada en la etapa de evaluación materia de este programa.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.** Al respecto, y de acuerdo con lo expresado anteriormente, la adecuada evaluación de los yacimientos permitirá reducir el riesgo geológico y proporcionará los elementos necesarios para declararlo Comercial, para posteriormente llevarlo a una etapa de desarrollo, misma que incrementará la producción de hidrocarburos de la nación.

VI.2 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Exploración y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la aprobación al Programa de Evaluación asociado al Contrato CNH-R02-L02-A4-BG/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con facciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y Cláusulas 5.1, 5.2 y Anexo 5 del Contrato; las actividades planteadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y proyectar un Plan de Desarrollo en el mediano plazo, maximizando el valor estratégico del Área Contractual.

En este contexto, el presente Dictamen es en sentido favorable para la aprobación al Programa de Evaluación.

Elaboró


Ing. Ricardo Trejo Ramírez
Director General Adjunto de
Dictámenes de Exploración

Validó



Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
Director General de Dictámenes de
Exploración

Elaboró



Mtra. Bertha Leonor Frías García
Directora General Adjunta

Validó



**Lic. María Adamelia Burgueño
Mercado**
Directora General de Estadística y
Evaluación Económica

Autorizó



Dr. Faustino Monroy Santiago
Titular de la Unidad Técnica de Exploración

“Con fundamento en los artículos 113, fracción II de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la información Pública; 116, párrafos tercero y cuarto de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, y numeral Trigésimo Octavo, fracciones II y III, y Cuadragésimo de los Lineamientos Generales en Materia de Clasificación y Desclasificación de la Información, así como la elaboración de versiones públicas, se realizó el testado en virtud de que el Dictamen contiene información referente al patrimonio de las personas, la relativa a hechos y/o actos de carácter económico, contable, jurídico o administrativo relativos a una persona, asimismo se describen actividades técnicas, económicas e industriales de las empresas, asimismo información geológica, geofísica, tecnológica, estratégica, económica y financiera relacionada con las operaciones de negocios presentes y futuros de la empresa para sus actividades empresariales a corto, mediano y largo plazos, las cuales representan la ventaja competitiva y económica de las empresas frente a terceros en la realización de tales actividades lo cual constituye un secreto de tipo industrial.

NOTA: La presente versión pública se aprobó mediante Resolución PER-016-2021 a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha nueve de agosto de dos mil veintiuno.”